R1IB 0016

PROGRAMME DE LIMITATION

DES ÉMISSIONS DE DIOXYDE DE SOUFRE

ÉNERGIE NB

1989 - 2000

DÉCEMBRE 1988

91-04478/

PROGRAMME DE LIMITATION
DES ÉMISSIONS DE DIOXYDE DE SOUFRE

ÉNERGIE NB

TABLE DES MATIÈRES

CHAPITRE		PAGE
I.	Résumé	1
II.	Historique	2
III.	Situation actuelle - Émissions de SO_2	3
IV.	Situation prévisible - Émissions de SO_2	6
V.	Programme de limitation des émissions de SO_2	8
VI.	Solutions de rechange	11

I. RÉSUMÉ

Énergie NB a mis sur pied un plan de production d'énergie susceptible de lui permettre de respecter ses engagements relativement à la limitation des émissions de SO_2, conformément à L'ENTENTE ENTRE LE CANADA ET LE NOUVEAU-BRUNSWICK CONCERNANT UN PROGRAMME DE RÉDUCTION DE DIOXYDE DE SOUFRE conclue en octobre 1987.

Ce programme permettra de ramener les émissions de SO_2 à 130 000 tonnes avant 1994 et de les maintenir à ce niveau ou même à un niveau inférieur après l'an 2000. S'il advenait qu'il faille recourir à d'autres projets de développement que ceux prévus à l'origine, Énergie NB serait encore à même de respecter les limites prévues, comme nous le démontrerons dans le présent rapport. Le coût des mesures de limitation des émissions de SO_2 prévues s'élèvera à entre 100 et 200 millions de dollars pour ce qui est des dépenses en immobilisations. Il faudra en outre prévoir des coûts annuels approximatifs de 40 millions pour les frais d'exploitation, de financement et d'entretien.

II. HISTORIQUE

Les gouvernements du Canada et du Nouveau-Brunswick ont conclu en 1987 une entente en vertu de laquelle ils ont établi la limite maximale d'émissions de SO_2 qui seraient tolérées au Nouveau-Brunswick à partir de 1994.

L'accord conclu entre le Canada et le Nouveau-Brunswick prévoit une limite annuelle de cent quatre-vingt-cinq mille (185 000) tonnes, la limite imposée à Énergie NB étant de cent trente mille (130 000 tonnes). Énergie NB est également tenue, bien entendu, de respecter diverses exigences relatives à la pollution du sol, de l'eau et de l'air, conformément aux réglementations émises par les autorités pertinentes.

Le présent document porte uniquement sur l'ensemble des émissions de SO_2 et précise les mesures concrètes qui seront prises, compte tenu des combustibles utilisables par les centrales, pour que les limites imposées soient effectivement respectées.

Il est évident que les mesures prévues dans le cadre du programme de limitation seront modifiées en fonction des combustibles ou sources d'énergie utilisées ainsi que de la technologie disponible quand les modifications augmentent l'efficacité ou la rentabilité. De telles modifications ne sauraient, cependant, nuire à la capacité de l'entreprise de respecter les limites imposées.

III. SITUATION ACTUELLE - ÉMISSIONS DE SO_2

La situation actuelle pour ce qui est des sources des émissions de SO_2 et des centrales exploitées par Énergie Nouveau-Brunswick est la suivante:

- Utilisation de mazout lourd dont la teneur en souffre s'élève à 2,75 % (moyenne annuelle) à:
  - la centrale de Coleson Cove (1 000 MW);
  - la centrale de Courtenay Bay (265 MW);
  - la tranche 1 de Dalhousie (100 MW).

- Consommation annuelle de 500 000 tonnes de charbon à forte teneur en soufre (6 à 8 % en moyenne) extrait au Nouveau-Brunswick à:
  - la centrale de Grand Lake (85 MW);
  - la tranche 2 de Dalhousie (200 MW).

- Centrales hydrauliques produisant environ 25 % de l'énergie nécessaire dans la province (ce qui représente environ 15 % de l'ensemble de l'énergie produite).

- Remplacement de l'énergie thermique par de l'énergie achetée à Hydro-Québec, dans la mesure possible.

- Exportation d'énergie à l'Île-du-Prince-Édouard et en Nouvelle-Angleterre, aux États-Unis, lorsque la production, les possibilités économiques, les ententes et les facilités de transport le permettent.

- Changement de combustible ou baisse de la production lorsque les systèmes de surveillance informatisés laissent prévoir que les limites de pollution de la couche atmosphérique locale risquent d'être dépassées.

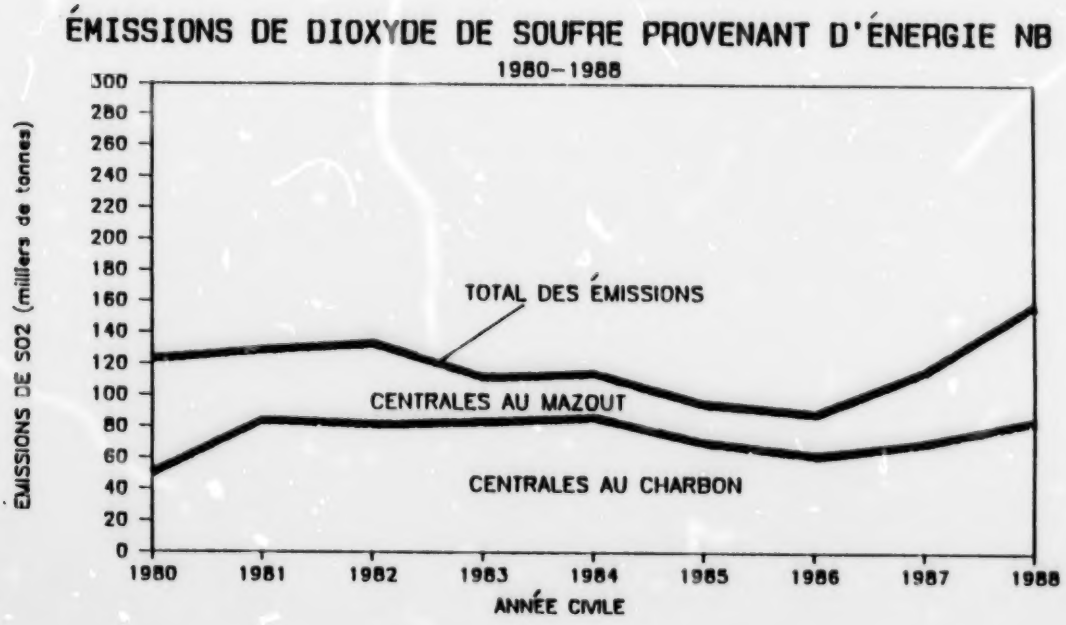
Le tableau I indique le total des émissions de SO_2 produites par les centrales exploitées par Énergie NB entre 1980 et 1987, tandis que la figure I illustre la quantité d'émissions produites par type de combustible.

TABLEAU I

ÉMISSIONS DE SO_2 PROVENANT DES CENTRALES D'ÉNERGIE NB ENTRE 1980 ET 1988
(en milliers de tonnes)

CENTRALE	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988 (est.)
Au charbon									
Grand Lake	32,9	38,1	35,1	31,0	33,7	25,9	16,9	24,4	27,6
Dalhousie 2	16,4	45,1	45,7	52,1	52,3	43,3	44,1	46,6	56,3
Chatham 2	--	--	--	--	--	--	--	0,6	0,4
Sous-total - Charbon	49,3	83,2	80,8	83,1	86,0	69,2	61,0	69,6	84,3
Au mazout									
Coleson Cove	54,5	36,3	44,1	23,5	24,6	21,2	22,7	38,6	58,4
Dalhousie 1	3,5	--	--	--	--	--	--	1,3	4,8
Chatham 1	--	--	--	--	--	--	--	0,1	0,2
Courtenay Bay	15,0	8,6	7,7	4,5	3,1	3,6	4,1	5,6	10,2
Sous-total - Mazout	73,0	44,9	51,8	28,0	27,7	24,8	26,8	45,6	73,6
TOTAL	122,3	128,1	132,6	111,1	113,7	94,0	87,8	115,2	157,9

FIGURE I



IV. SITUATION PRÉVISIBLE - ÉMISSIONS DE SO_2

La quantité d'émissions produites par les centrales thermiques d'Énergie NB dépend directement, bien entendu, de l'utilisation de ces centrales en fonction des charges. Les facteurs déterminants entre 1980 et 1988 se sont trouvés être la mise en service d'une centrale nucléaire de 630 MW à Point Lepreau et l'utilisation d'une grande quantité d'énergie excédentaire fournie par Hydro-Québec. Toutefois, l'influence de cette dernière solution décroît rapidement dans la mesure où les surplus d'Hydro-Québec diminuent fortement en raison de l'accroissement des charges dans la province de Québec, d'une part, et de l'augmentation considérable des exportations de la société québécoise vers les États-Unis, d'autre part. La tendance actuelle au Nouveau-Brunsvick laisse donc prévoir une augmentation rapide des émissions des centrales thermiques, compte tenu de l'accroissement des charges dans cette province et de la diminution de l'énergie fournie par Hydro-Québec.

En 1988, Énergie NB a signé un contrat avec Hydro-Québec pour la fourniture par cette dernière d'une quantité de puissance et d'énergie garanties jusqu'à 1994 (inclusivement). Ce contrat permettra de réduire la quantité d'émissions de SO_2 pendant toutes ces années, de telle sorte qu'Énergie NB sera en mesure de satisfaire les charges en croissance tout en augmentant sa capacité de production.

Pour l'instant, il est prévu de construire une nouvelle centrale thermique de 450 MW, dont la mise en service devrait avoir lieu en 1993 et qui serait alimentée avec du charbon importé à faible teneur en soufre (1 % ou moins), ainsi qu'une centrale thermique de 150 à 200 MW, dotée d'une installation de désulfuration, qui devrait être mise en service en 1994. Cette deuxième centrale, située à Grand Lake, près de Minto, sera alimentée au charbon à forte teneur en soufre (entre 6 et 8 %) extrait au Nouveau-Brunsvick. La production totale de charbon dans cette province sera brûlée à la centrale de

Grand Lake. Elle sera limitée à quelque 500 000 tonnes par an. La tranche 2 de 200 MW de Dalhousie, alimentée au charbon du Nouveau-Brunswick pour l'instant, sera elle aussi alimentée au charbon à faible teneur en soufre.

La projection des charges de la province d'ici 1994 indique qu'il faudra augmenter davantage la production d'énergie d'ici 1997 ou 1998 au plus tard. On pourrait, pour ce faire, soit construire une autre centrale thermique de 450 MW alimentée avec du charbon à faible teneur en soufre, soit, si cette seconde solution s'avère plus faisable, construire une centrale nucléaire de 450 MW, tout dépendant du coût de ces deux solutions et de la date où elles doivent rentrer en service.

Cette nouvelle centrale, ajoutée aux installations en place, permettra à Énergie NB de satisfaire les besoins prévus dans la province et peut-être même d'exporter une partie de son énergie par le biais des interconnexions existantes pendant toutes les années 1990. Toutefois, sans programme de limitation des émissions de dioxyde de soufre, l'exploitation des installations actuelles entraînerait le rejet dans l'atmosphère de quelque 200 000 tonnes par an au total, d'ici l'an 2000.

V. PROGRAMME DE LIMITATION DES ÉMISSIONS DE SO_2

Le programme de limitation des émissions de SO_2 mis sur pied par Énergie NB pour réduire ces dernières à un maximum annuel de 130 000 tonnes est intégré au plan de développement à long terme de cette société et comprend les mesures suivantes :

- Conversion de la tranche 2 de Coleson Cove, afin qu'il soit possible de l'alimenter à l'Orimulsion, et implantation d'une unité de désulfuration des gaz de combustion. Les travaux, qui sont déjà commencés, devraient permettre la mise en service des nouvelles installations en 1991.

- Implantation en 1993 d'une tranche de 450 MW, alimentée au charbon à faible teneur en soufre.

- Implantation à Grand Lake en 1994 d'une tranche au charbon de 150 à 200 MW, dotée d'un système de désulfuration.

- Modification de la tranche 2 de Dalhousie afin de l'alimenter avec du charbon importé à faible teneur en soufre plutôt qu'avec du charbon produit au Nouveau-Brunswick. Mise en service en 1994.

- Implantation d'une nouvelle centrale de 450 MW en 1997 ou 1998, au plus tard. Si l'on choisit de construire une centrale thermique, celle-ci sera alimentée avec du charbon à faible teneur en soufre de façon à maintenir ses émissions de SO_2 à un niveau assez bas pour qu'il soit possible de respecter le seuil maximal de 130 000 tonnes par an.

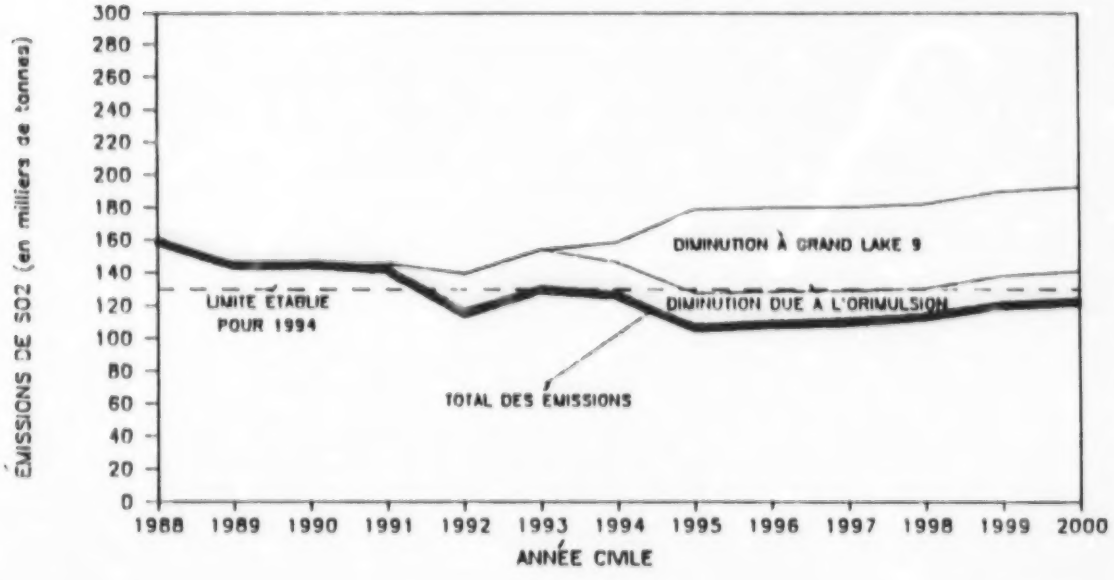
- Limitation de l'utilisation du charbon du Nouveau-Brunswick à 150 000 tonnes par an.

- Augmentation des exportations annuelles de 4 000 GW.h en 1994 à 5 000 GW.h en l'an 2000.

La figure II illustre les quantités d'émissions de SO_2 résultant d'un tel programme, tandis que le tableau II indique les projections relatives au facteur de puissance et aux quantités d'émissions résultant de l'exploitation de chaque centrale entre 1994 et 2000. Les résultats obtenus montrent clairement que les émissions de SO_2 seront inférieures ou égales à la quantité maximale permise de 130 000 tonnes par an, entre 1992 et 2000.

FIGURE II

PROGRAMME DE LIMITATION DES ÉMISSIONS DE SO2



La conversion de la tranche 2 de Coleson Cove afin qu'elle puisse être alimentée à l'Orimulsion constitue l'un des facteurs-clés de ce programme, qui fait appel à une nouvelle technologie, et plus précisément à une nouvelle technologie de combustion. La réalisation de ce projet dépend du résultat des tests de combustion, des ententes satisfaisantes avec le fournisseur du combustible, ainsi que de la capacité de transporter le combustible des vraquiers à la centrale de façon pratique et rentable. Les résultats des tests de combustion sont très encourageants jusqu'à ce jour et les négociations relatives à l'approvisionnement en combustible et à son transport se poursuivent.

TABLEAU II

ÉMISSIONS DE SO_2 PRÉVUES

CENTRALE	1994 FP estimé (%)	1994 SO_2 (en milliers de tonnes)	2000 FP estimée (%)	2000 SO_2 (en milliers de tonnes)	Remarques
Au charbon:					
Grand Lake 8	78 %	25	40 %	13	3
Grand Lake 9	15 %	1	70 %	6	1,2,3
Dalhousie 2	44 %	33	78 %	10	4
Chatham 2	1 %	0	1 %	0	3
Nouvelle tranche de 450 MW (n° 1)	69 %	19	83 %	23	5
Nouvelle tranche de 450 MW (n° 2)	-	-	81 %	22	5
Sous-total - Charbon		78		74	
Au mazout:					
Coleson Cove 1 et 3	41 %	31	42 %	32	6
Coleson Cove 2	70 %	4	79 %	4	1,7
Dalhousie 1	32 %	4	30 %	4	6
Courtenay Bay	27 %	8	26 %	8	6
Sous-total - Mazout		47		48	
TOTAL		125		122	

Remarques

1. Le système de désulfuration devrait permettre d'éliminer 90 % des émissions de SO_2.
2. Grand Lake 9, dotée d'un système de désulfuration, devrait être mise en service le 1er novembre 1994.
3. La centrale de Grand Lake et la tranche 1 de Chatham sont alimentées avec du charbon ayant une teneur en soufre de 6 à 8 %.
4. La tranche 2 de Dalhousie sera alimentée avec du charbon ayant une teneur en soufre de 6 à 8 % jusqu'au 31 octobre 1994, après quoi elle devrait être alimentée avec du charbon à faible teneur en soufre (1 % ou équivalent).
5. Les nouvelles tranches de 450 MW seront alimentées avec du charbon à faible teneur en soufre (1 %).
6. Coleson Cove 1 et 3, Dalhousie 1 et Courtenay Bay sont alimentées avec du mazout à 2,75 % de soufre.
7. Coleson Cove 2 serait alimentée avec de l'Orimulsion à 2,9 % de soufre et équipée d'un système de désulfuration.

VI. SOLUTIONS DE RECHANGE

En supposant que la conversion de la tranche 2 de Coleson Cove pour brûler l'Orimulsion s'avère un projet peu réalisable, il reste plusieurs autres méthodes capables de réduire les émissions de SO_2. Les solutions de rechange proposées ci-dessous pourraient être envisagées, et il serait en outre possible de mettre sur pieds d'autres programmes en combinant différemment plusieurs de ces solutions.

A. UTILISATION D'UN MAZOUT À FAIBLE TENEUR EN SOUFRE

Cette solution consiste à alimenter les centrales au mazout existantes avec un mazout à faible teneur en soufre, ce qui permettrait à Énergie NB non seulement de satisfaire les besoins de la province mais aussi d'exporter une quantité raisonnable d'énergie. Elle serait suffisamment souple pour permettre d'utiliser un combustible à très faible teneur en soufre (1 %) à Courtenay Bay et un combustible à teneur plus forte en soufre dans les autres centrales de façon à avoir une moyenne du réseau de 2 %. Bien que l'on n'ait pas encore entrepris d'évaluer les seuils maxima pour les différentes unités, il semble raisonnable d'alimenter la centrale de Courtenay Bay, située à proximité du centre de Saint John, avec un mazout à très faible teneur en soufre. La figure et le tableau 3 illustrent les résultats que ce programme permettrait d'obtenir.

FIGURE III

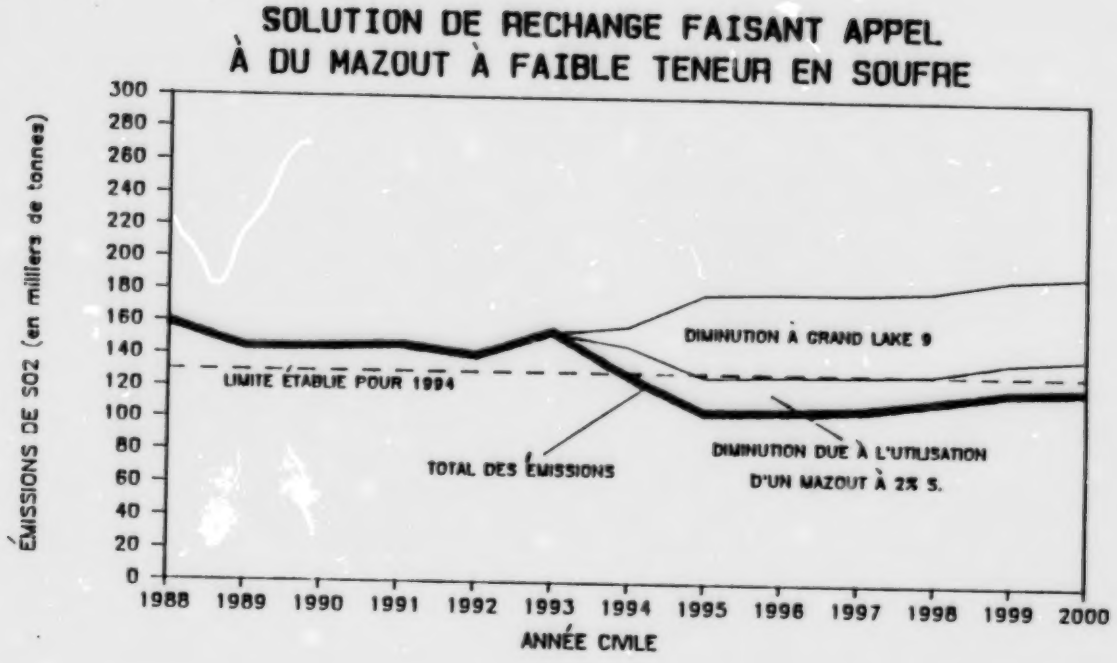

SOLUTION DE RECHANGE FAISANT APPEL
À DU MAZOUT À FAIBLE TENEUR EN SOUFRE
ÉMISSIONS DE SO2 (en milliers de tonnes)
300
280
260
240
220
200
180
160
140
120
100
80
60
40
20
0
1988
1989
1990
1991
1992
1993
1994
1995
1996
1997
1998
1999
2000
ANNÉE CIVILE
DIMINUTION À GRAND LAKE 9
LIMITE ÉTABLIE POUR 1994
TOTAL DES ÉMISSIONS
DIMINUTION DUE À L'UTILISATION
D'UN MAZOUT À 2% S.

TABLEAU III

ÉMISSIONS DE SO_2 PRÉVUES AVEC DU MAZOUT À 2 % DE SOUFRE

CENTRALE	1994 FP estimé (%)	1994 SO_2 (en milliers de tonnes)	2000 FP estimée (%)	2000 SO_2 (en milliers de tonnes)	Remarques
Au charbon:					
Grand Lake 8	79 %	26	40 %	13	3
Grand Lake 9	15 %	1	70 %	6	1,2,3
Dalhousie 2	46 %	33	79 %	10	4
Chatham 2	0 %	0	1 %	0	3
Nouvelle tranche de 450 MW (n° 1)	74 %	20	83 %	23	5
Nouvelle tranche de 450 MW (n° 2)	-	-	81 %	22	5
Sous-total - Charbon		80		74	
Au mazout:					
Coleson Cove	45 %	38	43 %	38	6
Dalhousie 1	27 %	3	28 %	3	6
Courtenay Bay	25 %	5	25 %	5	6
Sous-total - Mazout		46		46	
TOTAL		126		120	

Remarques

1. Le système de désulfuration devrait permettre d'éliminer 90 % des émissions de SO_2.
2. La tranche 9 de Grand Lake, dotée d'un système de désulfuration, devrait être mise en service le 1er novembre 1994.
3. La centrale de Grand Lake et la tranche 2 de Chatham sont alimentées avec un charbon ayant une teneur en soufre de 6 à 8 %.
4. La tranche 2 de Dalhousie sera alimentée avec un charbon ayant une teneur en soufre de 6 à 8 % jusqu'au 31 octobre 1994, après quoi elle devrait être alimentée avec un charbon ayant une teneur en soufre de 1 % ou l'équivalent.
5. Les nouvelles tranches de 450 MW seront alimentées avec un charbon ayant une teneur en soufre de 1 %.
6. La centrale de Coleson Cove, la tranche 1 de Dalhousie et la centrale de Courtenay Bay sont alimentées avec du mazout à 2 % de soufre en moyenne.

B. **RÉDUCTION DES EXPORTATIONS**

Cette solution consiste à réduire de 50 % les quantités d'énergie d'économie destinées à l'exportation à partir des tranches au mazout. Cela équivaudrait à réduire les ventes d'environ 1 400 GW.h, dont 140 GW.h destinés à l'Île-du-Prince-Édouard et le reste à la Nouvelle-Angleterre. Exception faite de la conversion de la tranche 2 de Coleson Cove pour qu'elle puisse être alimentée à l'Orimulsion, une fois dotée de son système de désulfuration, et de la réduction des exportations, cette solution est identique à celle proposée au chapitre IV. Elle ne serait envisagée, bien sûr, que s'il s'avérait trop onéreux d'utiliser un combustible à faible teneur en soufre.

La figure IV illustre la quantité d'émissions de SO_2 prévues dans le cas de cette solution et le tableau IV indique les émissions à partir de chaque tranche et le facteur de puissance prévu pour les années 1994 et 2000.

FIGURE IV

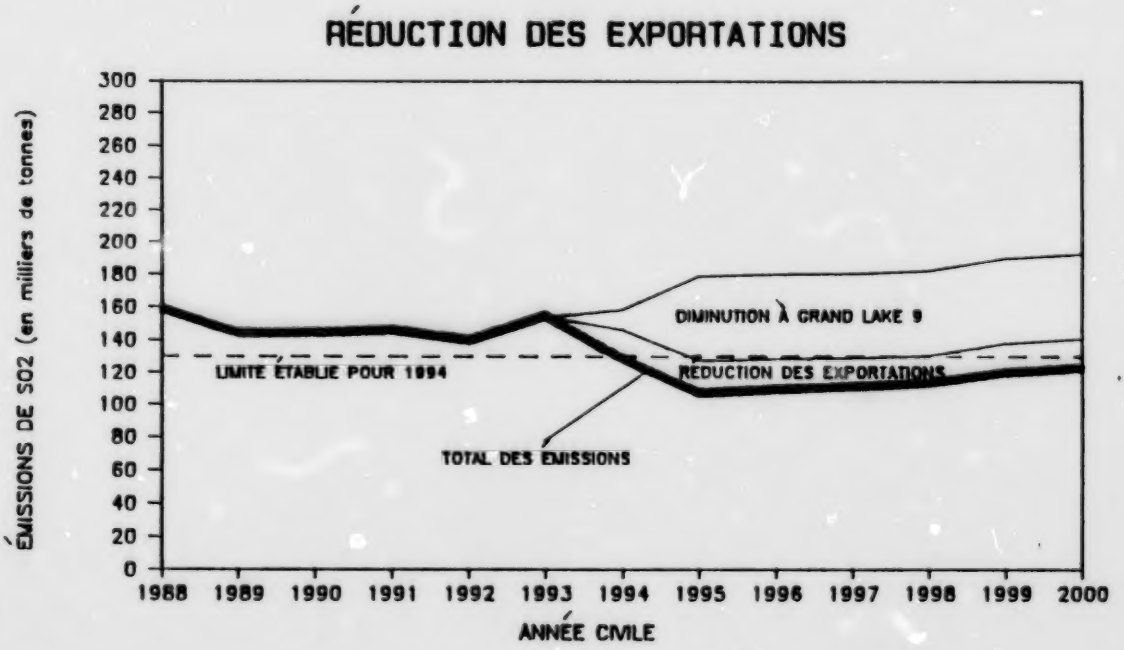


TABLEAU IV

ÉMISSIONS DE SO_2 PRÉVUES EN CAS DE RÉDUCTION DES EXPORTATIONS

CENTRALE	1994 FP estimé (%)	1994 SO_2 (en milliers de tonnes)	2000 FP estimée (%)	2000 SO_2 (en milliers de tonnes)	Remarques
Au charbon:					
Grand Lake 8	78 %	25	40 %	13	3
Grand Lake 9	15 %	1	70 %	6	1,2,3
Dalhousie 2	46 %	33	79 %	10	4
Chatham 2	0 %	0	1 %	0	3
Nouvelle tranche de 450 MW (n° 1)	74 %	20	83 %	23	5
Nouvelle tranche de 450 MW (n° 2)	-	-	81 %	22	5
Sous-total - Charbon		79		74	
Au mazout:					
Coleson Cove	35 %	41	35 %	41	6
Dalhousie 1	16 %	2	15 %	2	6
Courtenay Bay	17 %	5	17 %	5	6
Sous-total - Mazout		48		48	7
TOTAL		127		122	

Remarques

1. Le système de désulfuration devrait permettre d'éliminer 90 % des émissions de SO_2.
2. La tranche 9 de Grand Lake, dotée d'un système de désulfuration, devrait être mise en service le 1er novembre 1994.
3. La centrale de Grand Lake et la tranche 2 de Chatham sont alimentées avec un charbon ayant une teneur en soufre de 6 à 8 %.
4. La tranche 2 de Dalhousie sera alimentée avec un charbon ayant une teneur en soufre de 6 à 8 % jusqu'au 31 octobre 1994, après quoi elle devrait être alimentée avec un charbon ayant une teneur en soufre de 1 % ou l'équivalent.
5. Les nouvelles tranches de 450 MW seront alimentées avec un charbon ayant une teneur en soufre de 1 %.
6. La centrale de Coleson Cove, la tranche 1 de Dalhousie et la centrale de Courtenay Bay sont alimentées avec du mazout à 2,75 % de soufre.
7. Les exportations destinées à l'Île-du-Prince-Édouard seraient réduites de 140 GW.h et celles destinées à la Nouvelle-Angleterre de 1260 GW.h. Ces réductions toucheraient uniquement les centrales au mazout.

C. ACHAT D'ÉNERGIE (EN CAS DE DISPONIBILITÉ)

Toujours en supposant que la conversion de Coleson Cove soit impossible, on pourrait acheter de l'énergie à l'extérieur de la province, à condition que cette énergie soit disponible sur le marché. La figure et le tableau V illustrent les résultats d'une telle solution, qui impliquerait l'achat de 3 TW.h par an, entre 1988 et 2000.

FIGURE V

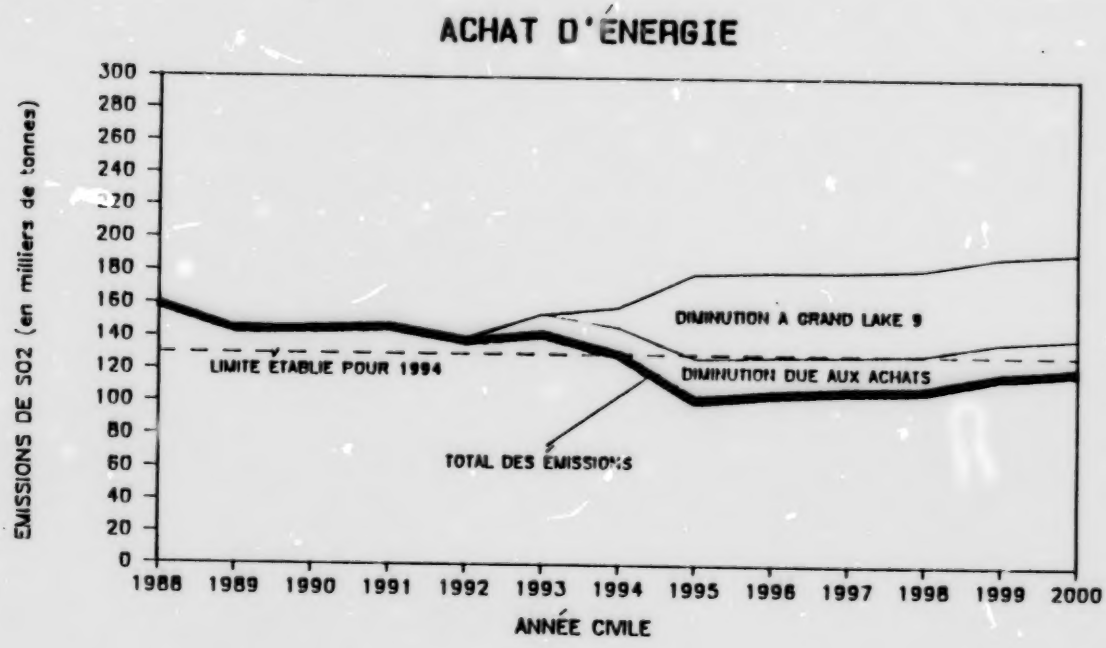


TABLEAU V

ÉMISSIONS DE SO_2 PRÉVUES EN CAS D'ACHAT D'ÉNERGIE (SI L'ÉNERGIE EST DISPONIBLE)

CENTRALE	1994 FP estimé (%)	1994 SO_2 (en milliers de tonnes)	2000 FP estimée (%)	2000 SO_2 (en milliers de tonnes)	Remarques
Au charbon:					
Grand Lake 8	72 %	23	40 %	13	3
Grand Lake 9	14 %	1	70 %	6	1,2,3
Dalhousie 2	41 %	30	78 %	10	4
Chatham 2	0 %	0	0 %	0	3
Nouvelle tranche de 450 MW (n° 1)	69 %	19	83 %	23	5
Nouvelle tranche de 450 MW (n° 2)	-	-	80 %	22	5
Sous-total - Charbon		73		74	
Au mazout:					
Coleson Cove	40 %	47	35 %	40	6
Dalhousie 1	19 %	2	8 %	1	6
Courtenay Bay	20 %	6	16 %	5	6
Sous-total - Mazout		55		46	
TOTAL		128		120	

Remarques

1. Le système de désulfuration devrait permettre d'éliminer 90 % des émissions de SO_2.
2. La tranche 9 de Grand Lake, dotée d'un système de désulfuration, devrait être mise en service le 1er novembre 1994.
3. La centrale de Grand Lake et la tranche 2 de Chatham sont alimentées avec un charbon ayant une teneur en soufre de 6 à 8 %.
4. La tranche 2 de Dalhousie sera alimentée avec un charbon ayant une teneur en soufre de 6 à 8 % jusqu'au 31 octobre 1994, après quoi elle devrait être alimentée avec un charbon ayant une teneur en soufre de 1 % ou l'équivalent.
5. Les nouvelles tranches de 450 MW seront alimentées avec un charbon ayant une teneur en soufre de 1 %.
6. La centrale de Coleson Cove, la tranche 1 de Dalhousie et la centrale de Courtenay Bay sont alimentées avec du mazout à 2,75 % de soufre.

D. CENTRALE NUCLÉAIRE

En admettant que l'implantation de la seconde unité au charbon ne soit pas entreprise d'ici 1997 ou 1998, on pourrait envisager la construction d'une tranche nucléaire située à Point Lepreau pour réduire les émissions de SO_2. Une telle tranche pourrait également constituer une solution de rechange acceptable s'il était impossible de convertir la tranche 2 de Coleson Cove pour qu'elle soit exploitable avec de l'Orimulsion ou elle pourrait permettre de réduire encore davantage les émissions de SO_2 si cette conversion était possible.

Si l'on adoptait la solution d'une tranche nucléaire et que la conversion de Coleson Cove soit irréalisable, il faudrait prendre des mesures complémentaires pour que le seuil maximal de 130 000 tonnes par année ne soit pas dépassé. On pourrait notamment recourir à du mazout à faible teneur en soufre ou réduire les exportations d'énergie d'économie, de la même manière que dans les solutions A et B. On pourrait également, ce qui serait peut-être plus approprié, puisque seule l'année de transition, soit 1994, pose un problème, commencer à alimenter la tranche 2 de Dalhousie avec du charbon à faible teneur en soufre plus tôt que prévu en 1994 et stocker 150 000 tonnes de charbon à forte teneur en soufre qui seraient utilisées à Grand Lake 9, dotée d'un système de désulfuration à 90 %. La figure et le tableau VI illustrent les projections associées à la présente solution de rechange.

FIGURE VI

CENTRALE NUCLÉAIRE/CHARBON DU N.-B.

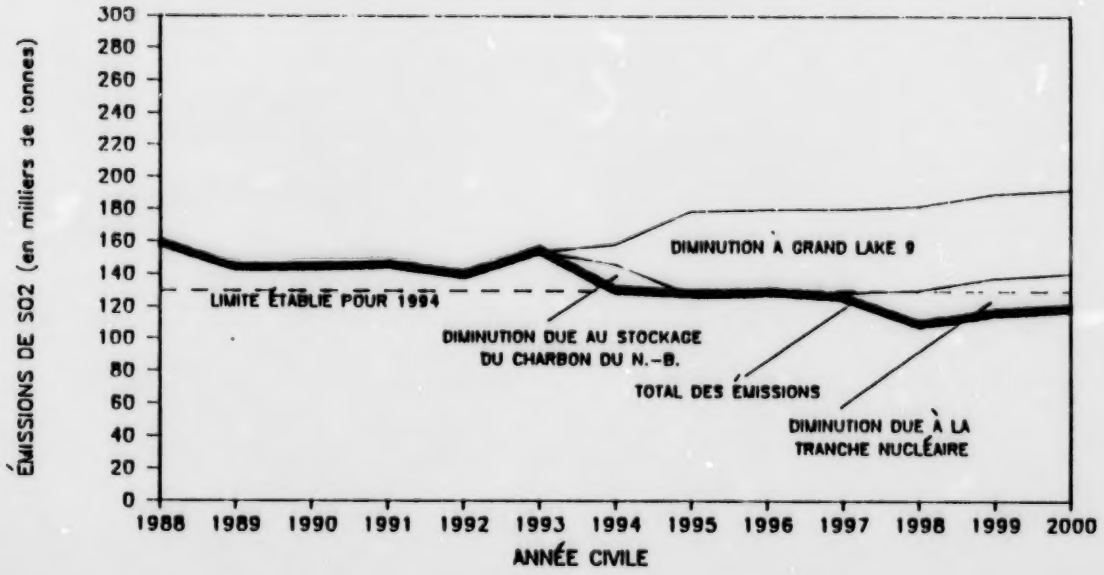


TABLEAU VI

ÉMISSIONS DE SO_2 PRÉVUES EN CAS D'IMPLANTATION D'UNE CENTRALE NUCLÉAIRE/CHARBON DU N.-B.

	1994		2000		
CENTRALE	FP estimé (%)	SO_2 (en milliers de tonnes)	FP estimée (%)	SO_2 (en milliers de tonnes)	Remarques
Au charbon:					
Grand Lake 8	74 %	24	40 %	13	3
Grand Lake 9	15 %	1	70 %	6	1,2,3
Dalhousie 2	64 %	20	79 %	10	4
Chatham 2	0 %	0	0 %	0	3
Nouvelle tranche de 450 MW (n° 1)	76 %	21	83 %	23	5
Lepreau 2	-	-	81 %	0	
Sous-total - Charbon		66		52	
Au mazout:					
Coleson Cove	46 %	53	48 %	55	6
Dalhousie 1	26 %	3	29 %	3	6
Courtenay Bay	22 %	7	25 %	8	6
Sous-total - Mazout		63		66	
TOTAL		129		118	

Remarques

1. Le système de désulfuration devrait permettre d'éliminer 90 % des émissions de SO_2.
2. La tranche 9 de Grand Lake, dotée d'un système de désulfuration, devrait être mise en service le 1er novembre 1994.
3. La centrale de Grand Lake et la tranche 1 de Chatham sont alimentées avec un charbon ayant une teneur en soufre de 6 à 8 %.
4. La tranche 2 de Dalhousie sera alimentée avec un charbon ayant une teneur en soufre de 6 à 8 % jusqu'au 31 octobre 1994, après quoi elle devrait être alimentée avec un charbon ayant une teneur en soufre de 1 % ou l'équivalent.
5. La nouvelle tranche de 450 MW sera alimentée avec un charbon ayant une teneur en soufre de 1 %.
6. La centrale de Coleson Cove, la tranche 1 de Dalhousie et la centrale de Courtenay Bay sont alimentées avec du mazout à 2,75 % de soufre.

L'implantation d'une centrale nucléaire, ajoutée à la conversion de Coleson Cove 2 à l'Orimulsion, permettrait, bien entendu, de réduire les émissions de SO_2 à long terme. La figure VII illustre la projection des émissions de SO_2 dans un tel cas, tandis que le tableau VII indique les projections relatives à la quantité d'émissions pour chaque centrale et au facteur de puissance.

Les résultats qu'entrainerait cette solution indiquent que la quantité d'émissions serait inférieure au seuil de 130 000 tonnes et le resterait bien après l'an 2000, sans qu'il ne soit nécessaire de prendre de plus amples mesures de limitation.

FIGURE VII

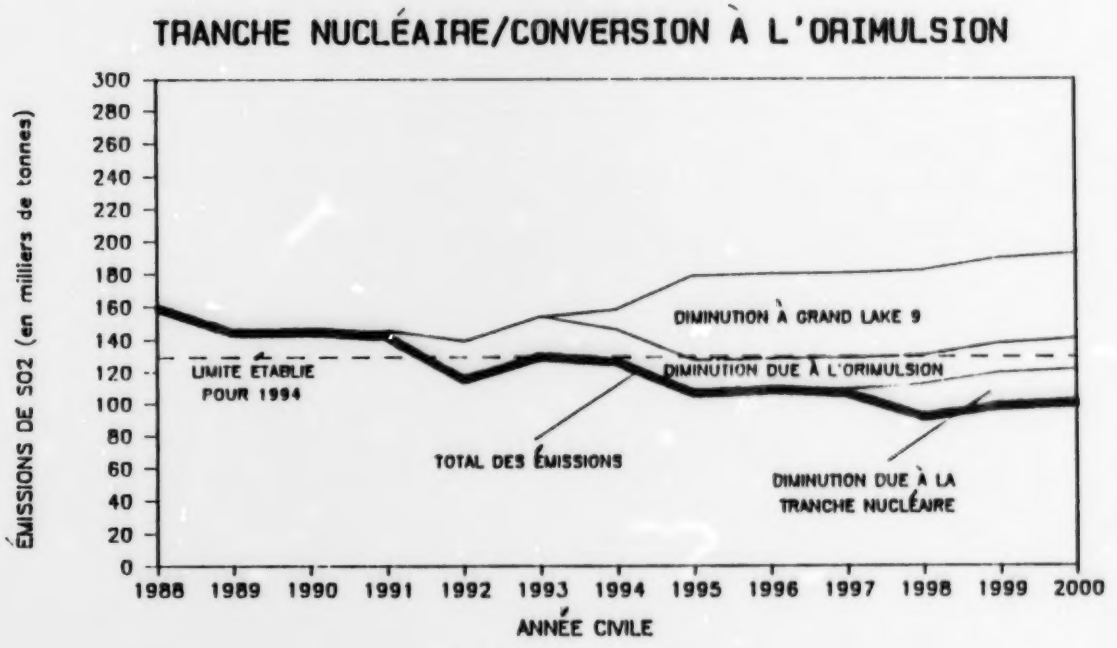


TABLEAU VII

ÉMISSIONS PRÉVUES EN CAS D'IMPLANTATION D'UNE CENTRALE NUCLÉAIRE ET DE CONVERSION À L'ORIMULSION

CENTRALE	1994 FP estimé (%)	1994 SO_2 (en milliers de tonnes)	2000 FP estimée (%)	2000 SO_2 (en milliers de tonnes)	Remarques
Au charbon:					
Grand Lake 8	78 %	25	40 %	13	3
Grand Lake 9	15 %	1	70 %	6	1,2,3
Dalhousie 2	44 %	33	78 %	10	4
Chatham 2	1 %	0	1 %	0	3
Nouvelle tranche de 450 MW (n° 1)	69 %	19	83 %	23	5
Nouvelle tranche de 450 MW (n° 2)	-	-	81 %	0	
Sous-total - Charbon		78		52	
Au mazout:					
Coleson Cove 1 et 3	41 %	31	42 %	32	6
Coleson Cove 2	70 %	4	79 %	4	1,7
Dalhousie 1	32 %	4	30 %	4	6
Courtenay Bay	27 %	8	26 %	8	6
Sous-total - Mazout		47		48	
TOTAL		125		100	

Remarques

1. Le système de désulfuration devrait permettre d'éliminer 90 % des émissions de SO_2.
2. La tranche 9 de Grand Lake, dotée d'un système de désulfuration, devrait être mise en service le 1er novembre 1994.
3. La centrale de Grand Lake et la tranche 2 de Chatham sont alimentées avec un charbon ayant une teneur en soufre de 6 à 8 %.
4. La tranche 2 de Dalhousie sera alimentée avec du charbon ayant une teneur en soufre de 6 à 8 % jusqu'au 31 octobre 1994, après quoi elle devrait être alimentée avec un charbon ayant une teneur en soufre de 1 % ou l'équivalent.
5. La nouvelle tranche de 450 MW sera alimentée avec un charbon ayant une teneur en soufre de 1 %.
6. Les tranches 1 et 3 de Coleson Cove, la tranche 1 de Dalhousie et la centrale de Courtenay Bay sont alimentées avec du mazout à 2,75 % de soufre.
7. La tranche 2 de Coleson Cove serait alimentée avec de l'Orimulsion à 2,9 % de soufre et équipée d'un système de désulfuration.